

Smart-Grid-Gespräche am ZSW: §14a und darüber hinaus

Keynote

Jonas Petzschmann

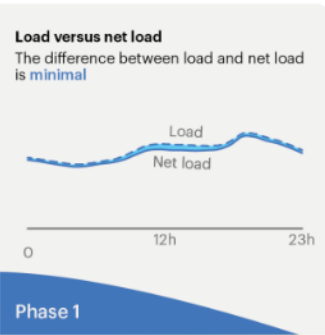
Stuttgart, 15. Mai 2025



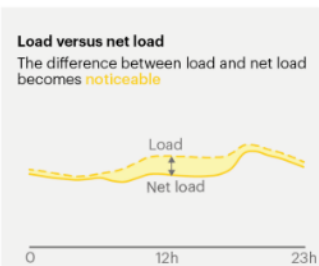
6 Phasen der Integration erneuerbaren Energien (IEA)

Fokus verschiebt sich von EE-Aufbau hin zu Fragestellungen der Netzintegration

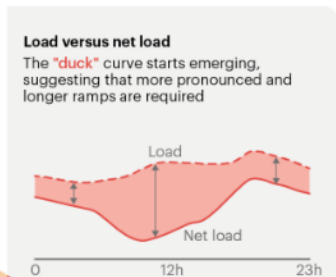
VRE has no significant impact at the system level



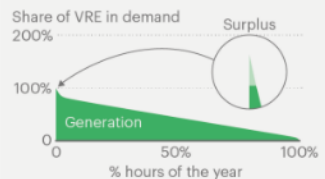
VRE has a minor to moderate impact on the system



VRE determines the operation pattern of the power system

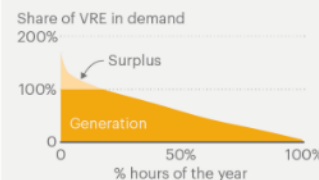


Percentage of hours covered by VRE
During a few hours of the year, almost all demand is covered by VRE



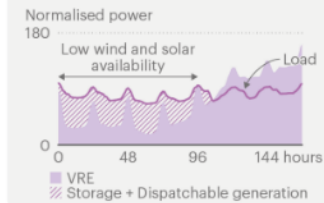
VRE meets almost all demand at times

Percentage of hours covered by VRE
VRE generation can be higher than 100% of the local demand: surplus energy must be managed



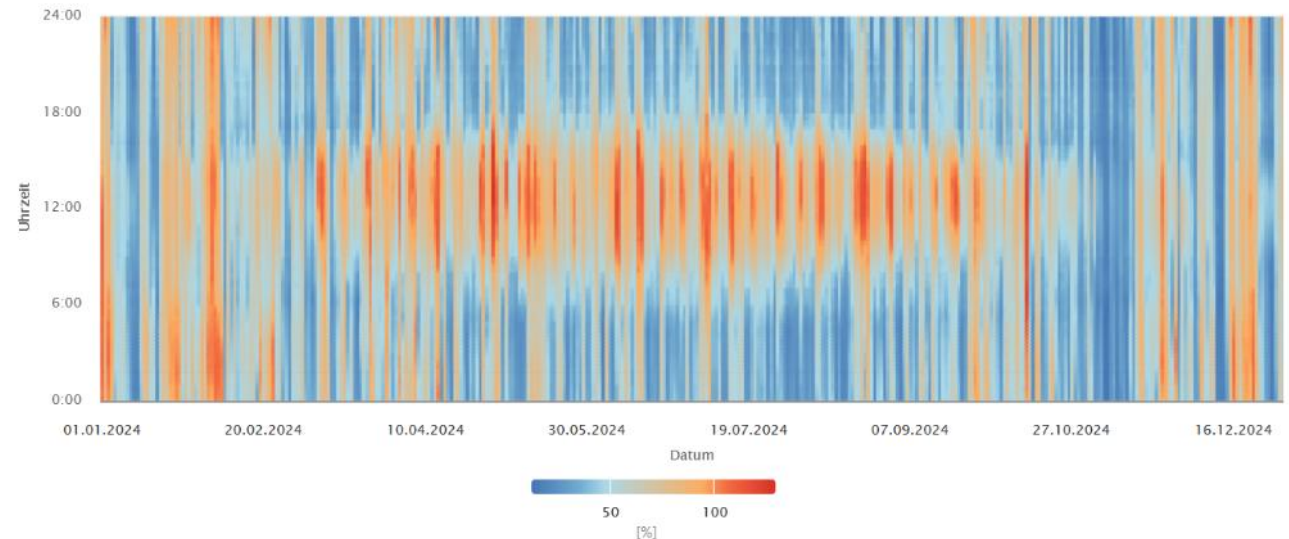
Significant volumes of surplus VRE across the year

Electricity generation and load profiles
Prolonged periods of low VRE availability need to be compensated for by storage and dispatchable generation



Secure electricity supply almost exclusively from VRE

Anteil EE an der Last für das Jahr 2024 in Deutschland:

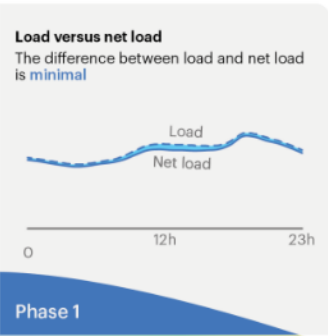


Quelle: Energy-Charts

6 Phasen der Integration erneuerbaren Energien (IEA)

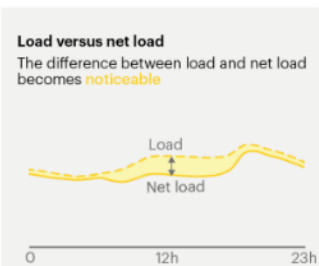
Fokus verschiebt sich von EE-Aufbau hin zu Fragestellungen der Netzintegration

VRE has no significant impact at the system level



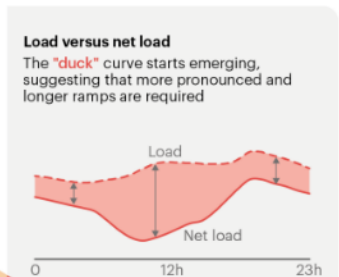
Phase 1

VRE has a minor to moderate impact on the system



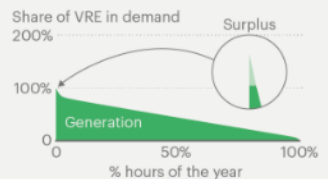
Phase 2

VRE determines the operation pattern of the power system



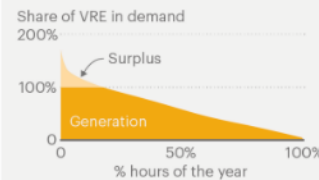
Phase 3

Percentage of hours covered by VRE
During a few hours of the year, almost all demand is covered by VRE



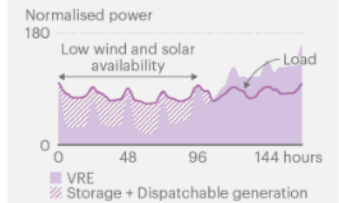
VRE meets almost all demand at times

Percentage of hours covered by VRE
VRE generation can be higher than 100% of the local demand: surplus energy must be managed



Significant volumes of surplus VRE across the year

Electricity generation and load profiles
Prolonged periods of low VRE availability need to be compensated for by storage and dispatchable generation



Secure electricity supply almost exclusively from VRE

Measure to integrate VRE	Phase of VRE integration				
	1	2	3	4	5
Enhance power plant capability					
Retrofit conventional power plants	●	●	●	●	●
Flexible offtake and upstream fuel contracts	●	●	●	●	●
Increase VRE technical requirements	●	●	●	●	●
Forecasting					
VRE generation	●	●	●	●	●
Net load	●	●	●	●	●
Power flows	●	●	●	●	●
Demand-side measures					
Industrial demand response	●	●	●	●	●
Commercial demand response	●	●	●	●	●
Residential demand response	●	●	●	●	●
Steer location of new demand	●	●	●	●	●
Modify system operation rules					
Allow VRE curtailment	●	●	●	●	●
High granularity/closer to real time	●	●	●	●	●
Least-cost dispatch	●	●	●	●	●
Capacity mechanism	●	●	●	●	●
Establish balancing market	●	●	●	●	●
Establish ancillary service market	●	●	●	●	●
Enhance use of interconnection	●	●	●	●	●
Enhance grid capacity and use					
Install stability support devices (STATCOMs, SYNCONs)	●	●	●	●	●
Interconnection/redundancy/mesh	●	●	●	●	●
Reinforcement	●	●	●	●	●
Allow VRE curtailment	●	●	●	●	●
Power flow control	●	●	●	●	●
Steer location of new VRE	●	●	●	●	●
Storage					
Pumped hydro	●	●	●	●	●
Battery energy storage	●	●	●	●	●
Long-duration storage	●	●	●	●	●



Kosten für den Netzausbau in Deutschland

Kosteneinsparpotential durch intelligente und effiziente Nutzung

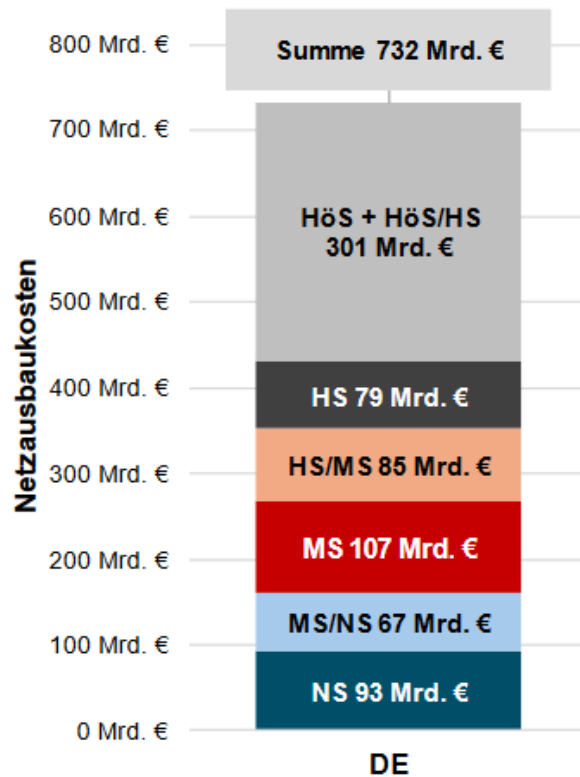


Abbildung 3: Netzausbaubedarf im Verteil- und Übertragungsnetz in Deutschland zum Zieljahr 2045 (NEP23 Szenario 45B⁵)

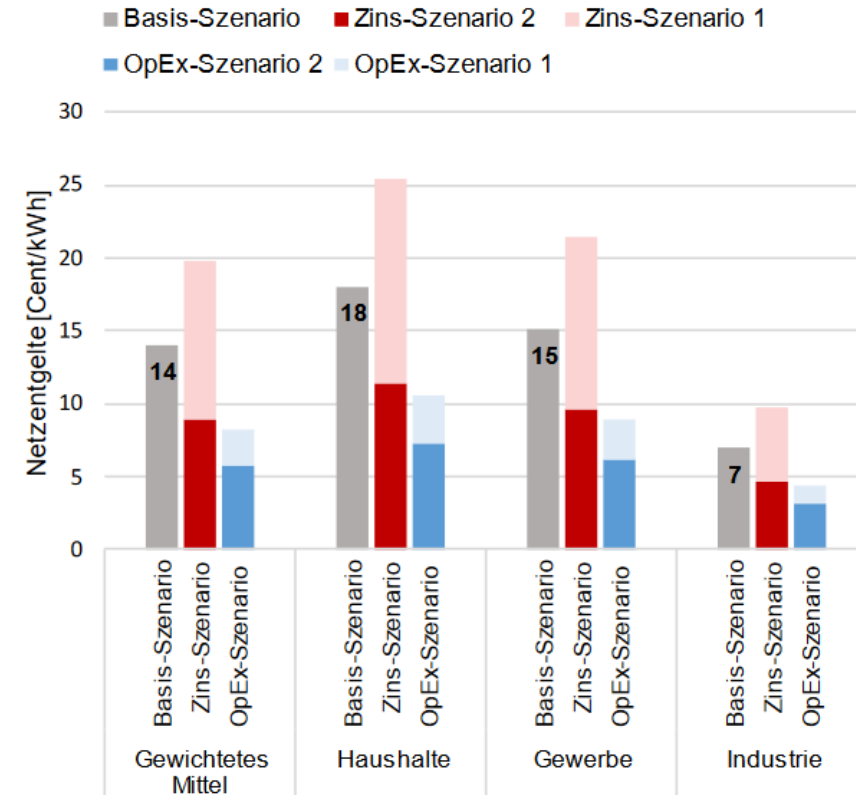


Abbildung 6: Möglicher Anstieg der Netznutzungsentgelte in Deutschland im Jahr 2045 gegenüber 2023 über verschiedene Szenarien



Nächsten Phasen der Energiewende sind eine **ökonomische** Herausforderung!

11/2024 – 02/2025: Ampelaus und Neuwahlen

Reform und Reduktion von Netzentgelten in allen Wahlprogrammen



Wir fordern eine neue Netzentgeltstruktur. Die Flexibilisierung der industriellen Stromnachfrage muss angeregt werden, anstatt eine gleichbleibende Nachfrage zu belohnen. [...] Strom soll so möglichst erzeugungsnah eingesetzt werden, womit auch der zukünftige Netzausbau reduziert werden kann.



Wir setzen zugleich den Weg fort, die Kosten nicht umzulegen, sondern anders zu finanzieren und Strom damit für Verbraucher*innen und Unternehmen billiger zu machen. [...] Zudem reformieren wir die Finanzierung des Netzausbaus, um die Netzentgelte zu senken.



Mit der Umstellung auf günstige Erneuerbare Energien ist ein massiver Ausbau der Stromnetze verbunden [...]. Wir werden die Entgelte für das Übertragungsnetz [...] zunächst stabilisieren, dann schnellstmöglich auf 3 Cent pro Kilowattstunde deckeln und so den Netzausbau unterstützen.



Netzentgelte neu regeln: Wir sprechen uns für die Beibehaltung einer Stromgebotszone und einen entschlossenen Netzausbau aus. Statt unterschiedlicher Strompreiszonen muss der Strom für alle in Deutschland günstiger werden. Mit einer Reform der Netzentgelte sinkt die Belastung und steigt die Akzeptanz.



Außerdem wollen wir die Netzentgelte umfassend reformieren. Die Netzentgelte sind einer der großen Treiber der Stromkosten. Um die Netzkosten zu senken, wollen wir die Netze durch Digitalisierung und die Nachfrage durch dynamische Netzentgelte flexibilisieren.

➡ Sondervermögen Infrastruktur 500 Milliarden Euro!

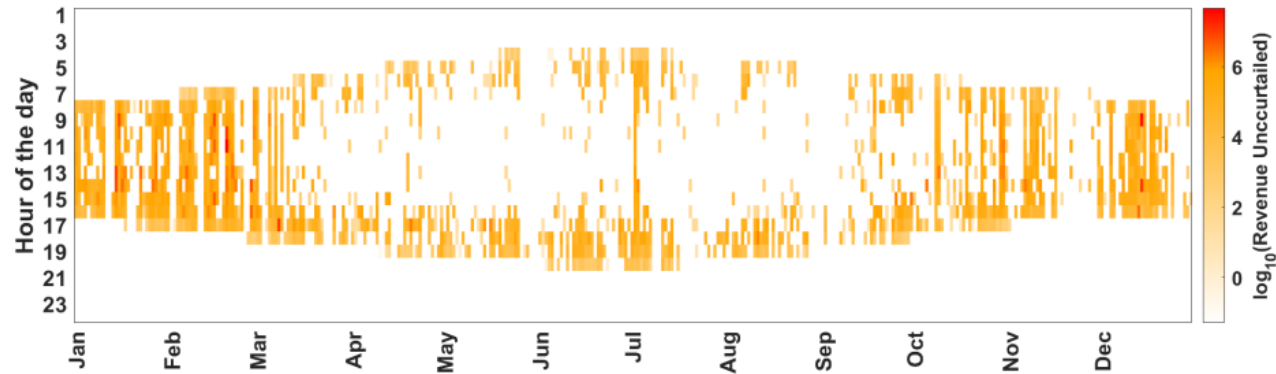
➡ Ergebnis Koalitionsvertrag: [...] Dafür werden wir als Sofortmaßnahme die Stromsteuer für alle auf das europäische Mindestmaß senken und Umlagen und Netzentgelte reduzieren. Um Planungssicherheit zu schaffen, ist unser Ziel, die Netzentgelte dauerhaft zu deckeln.

02/2025: Verabschiedung Solarspitzengesetz

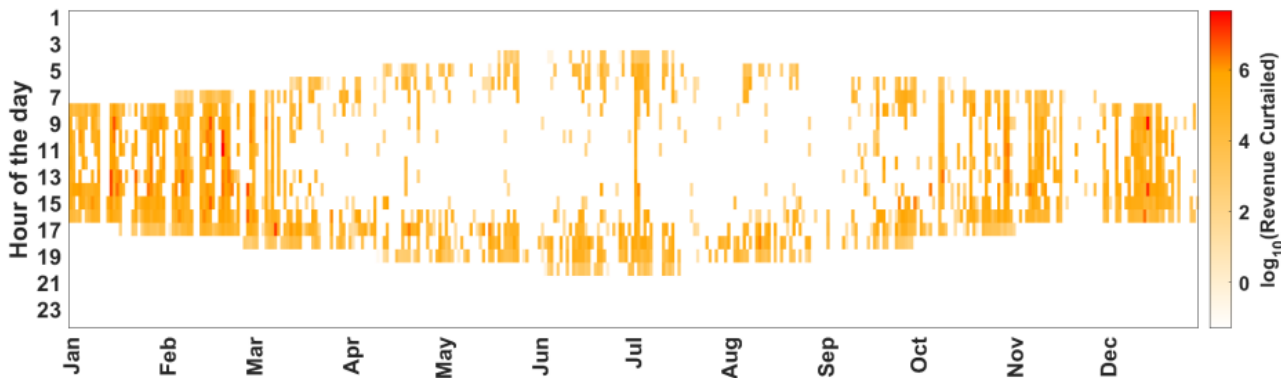
Wiedereinführung der Einspeisekappung – 60% statt 70%

Untersuchung Prof. Bucher (Schweiz), PV-Symposium 2025:

Wert des Solarstroms ohne Abregelung



Wert des Solarstroms mit Abregelung



Measure to integrate VRE	Phase of VRE integration				
	1	2	3	4	5
Enhance power plant capability					
Retrofit conventional power plants	●	●	●	●	●
Flexible offtake and upstream fuel contracts	●	●	●	●	●
Increase VRE technical requirements	●	●	●	●	●
Forecasting					
VRE generation	●	●	●	●	●
Net load	●	●	●	●	●
Power flows	●	●	●	●	●
Demand-side measures					
Industrial demand response	●	●	●	●	●
Commercial demand response	●	●	●	●	●
Residential demand response	●	●	●	●	●
Steer location of new demand	●	●	●	●	●
Modify system operation rules					
Allow VRE curtailment	●	●	●	●	●
High granularity/closer to real time	●	●	●	●	●
Least-cost dispatch	●	●	●	●	●
Capacity mechanism	●	●	●	●	●
Establish balancing market	●	●	●	●	●
Establish ancillary service market	●	●	●	●	●
Enhance use of interconnection	●	●	●	●	●
Enhance grid capacity and use					
Install stability support devices (STATCOMs, SYNCONs)	●	●	●	●	●
Interconnection/redundancy/mesh	●	●	●	●	●
Reinforcement	●	●	●	●	●
Allow VRE curtailment	●	●	●	●	●
Power flow control	●	●	●	●	●
Steer location of new VRE	●	●	●	●	●
Storage					
Pumped hydro	●	●	●	●	●
Battery energy storage	●	●	●	●	●
Long-duration storage	●	●	●	●	●

Implementation of measure

● Limited

● Common

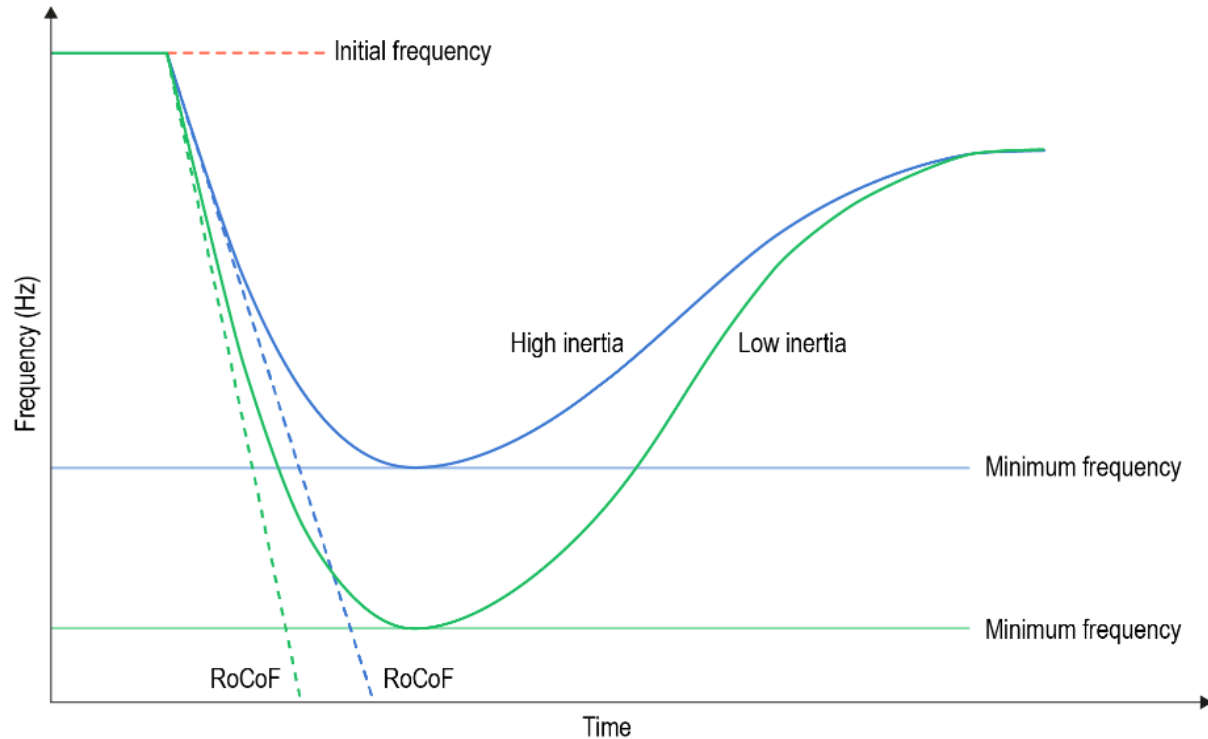
● Widespread



Abregelung ist nicht „ungenutzte Energie“, sondern Teil der Lösung!

04/2025: Blackout in Spanien und Portugal

Bedarf an Momentanreserve wird in Zukunft steigen



IEA. CC BY 4.0.

Source: Fingrid (2024), [Inertia of the Nordic power system](#), as modified by the IEA.

Measure to integrate VRE	Phase of VRE integration				
	1	2	3	4	5
Enhance power plant capability					
Retrofit conventional power plants	●	●	●	●	●
Flexible offtake and upstream fuel contracts	●	●	●	●	●
Increase VRE technical requirements	●	●	●	●	●
Forecasting					
VRE generation	●	●	●	●	●
Net load	●	●	●	●	●
Power flows	●	●	●	●	●
Demand-side measures					
Industrial demand response	●	●	●	●	●
Commercial demand response	●	●	●	●	●
Residential demand response	●	●	●	●	●
Steer location of new demand	●	●	●	●	●
Modify system operation rules					
Allow VRE curtailment	●	●	●	●	●
High granularity/closer to real time	●	●	●	●	●
Least-cost dispatch	●	●	●	●	●
Capacity mechanism	●	●	●	●	●
Establish balancing market	●	●	●	●	●
Establish ancillary service market	●	●	●	●	●
Enhance use of interconnection	●	●	●	●	●
Enhance grid capacity and use					
Install stability support devices (STATCOMs, SYNCONs)	●	●	●	●	●
Interconnection/redundancy/mesh	●	●	●	●	●
Reinforcement	●	●	●	●	●
Allow VRE curtailment	●	●	●	●	●
Power flow control	●	●	●	●	●
Steer location of new VRE	●	●	●	●	●
Storage					
Pumped hydro	●	●	●	●	●
Battery energy storage	●	●	●	●	●
Long-duration storage	●	●	●	●	●

Implementation of measure

● Limited

● Common

● Widespread



Nächsten Phasen der Energiewende sind (bleiben) eine **kommunikative** Herausforderung!

Quo vadis: §14a, zeitvariable und dynamische Netzentgelte

Sind die aktuellen Regelungen erst der Einstieg in dynamische Netzentgelte?

- Bisherige Regelung mit fixen Netzentgelten bieten keinen Anreiz für Flexibilitäten netzdienlich zu agieren
- Steuerinstrument über §14a ist richtig und wichtig, damit Netzbetreiber die „Notbremse“ aktivieren können

Aber:

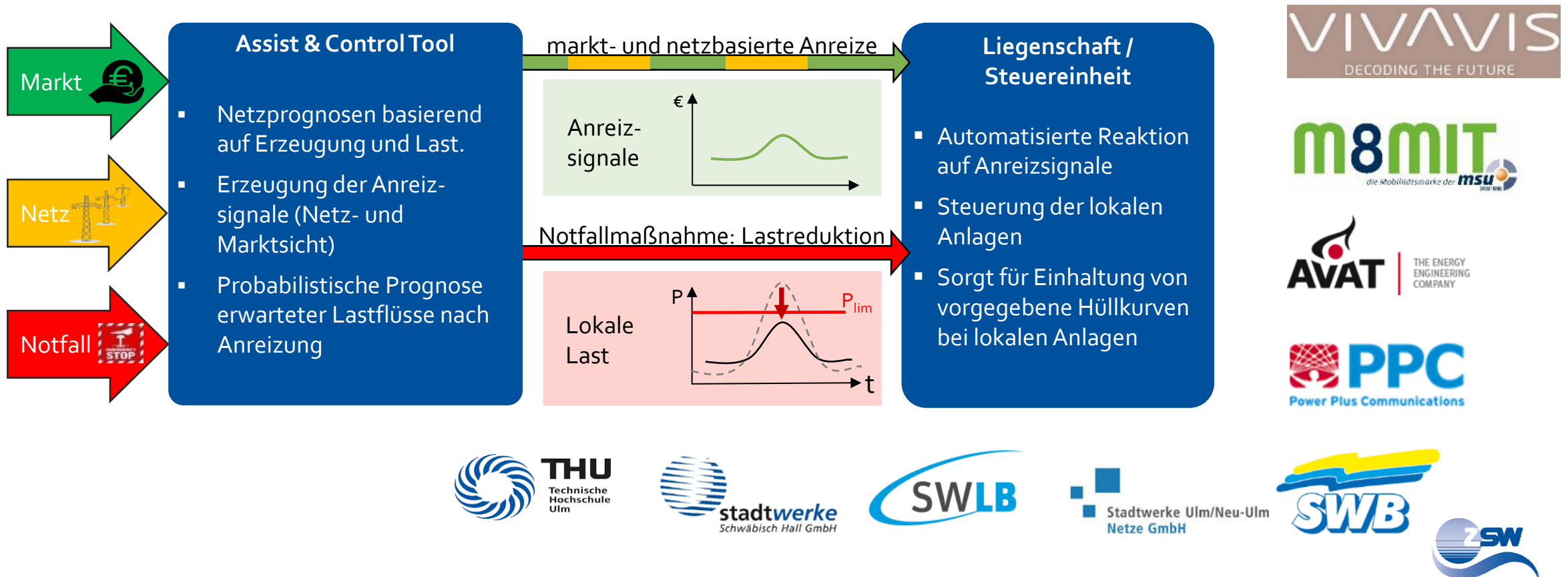
- §14a-Steuereingriffe lösen den Engpass nicht präventiv und „triggern“ Netzausbau
- Untersuchungen zeigen, dass über zeitvariable Netzentgelte (Modul 3) keine signifikanten Einsparungen hinsichtlich der Netzausbaukosten erreicht werden können¹

- ➡ Kosteneinsparpotentiale durch intelligenten Netzbetrieb werden noch nicht gehoben
- ➡ Nächsten Phasen der Energiewende sind eine **technische und regulatorische** Herausforderung!

Dynamische Netzentgelte als Anreizsignal für Flexibilitäten

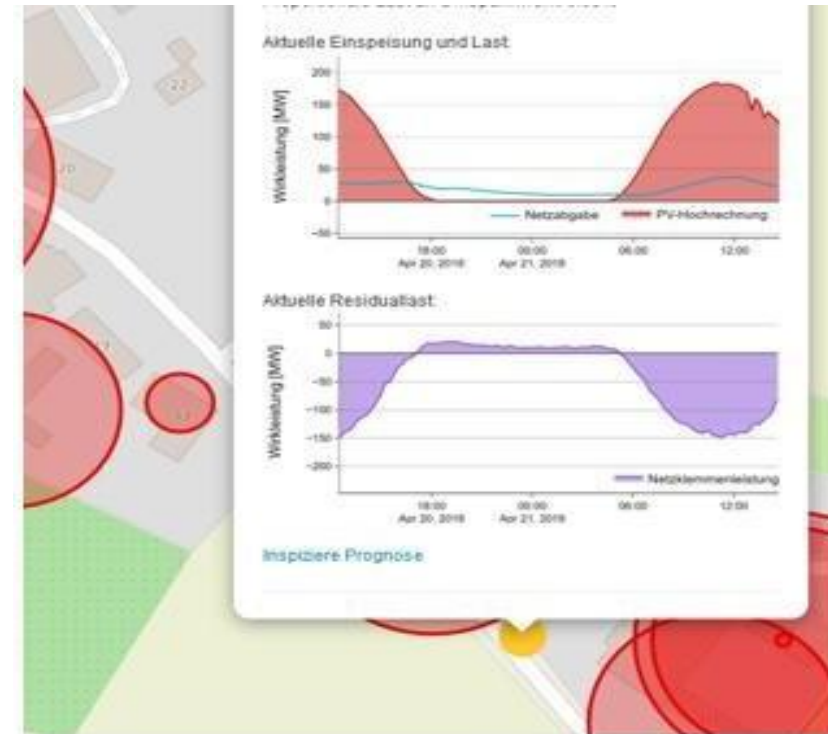
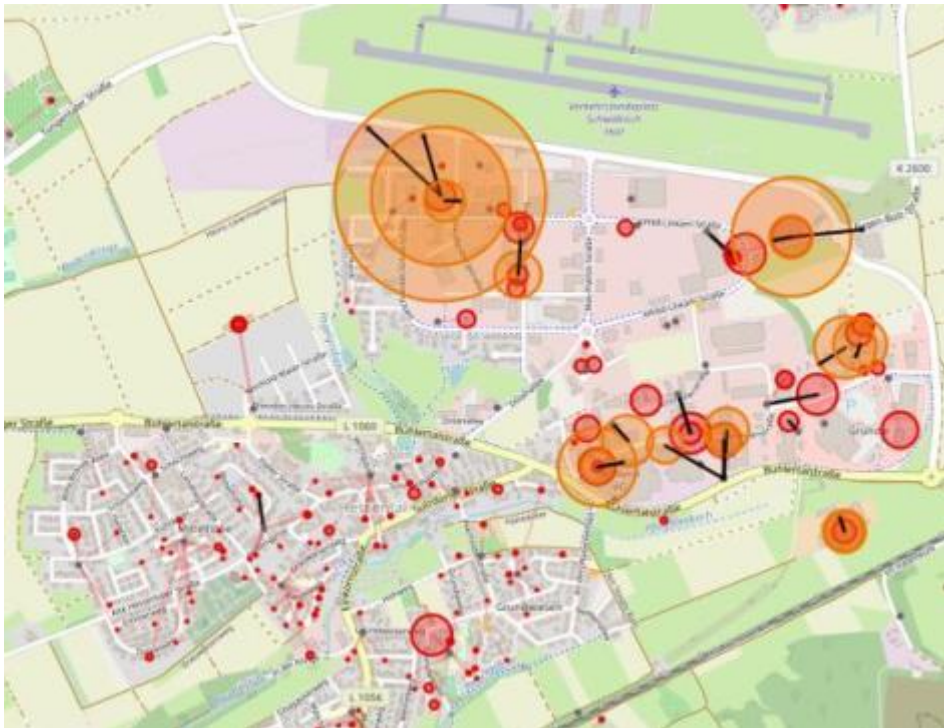
Forschungsprojekt „CACTUS“ (Connect, Assist and Control: Transparenz und Systemstabilität)

- Netzzustandsberechnung (Assist) und Generieren von Anreizsignalen (Control) im Projekt entwickelt
- Feldtest bei Verteilnetzbetreibern
- Projektbeteiligte: Leitwarten- und Smart Meter Hersteller, Stadtwerke (VNB), Chargepoint-Operator, Quartiersversorger



Prognose von Erzeugungsleistung (und Verbrauch) seit 3 Jahren im operativen Einsatz bei 25 Stadtwerken

- Mapping aller Erzeugungsanlage (PV, Wind, BHKW, ...) auf Ortsnetzstationen in GIS (Geoinformationssystem)
- im Beispiel: PV Klein- und Großanlagen
- Vorhersage von Einspeisung und Last an jeder Ortsnetzstationen
- Netzleitwarte kann Netzenpassrechnung für die nächsten 36 bis 60 Stunden durchführen

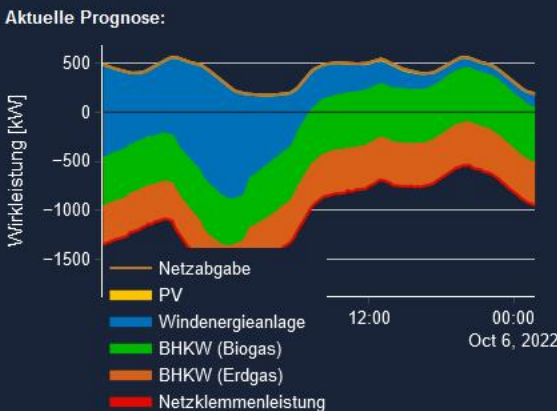


- ☒ PV (RD2.0)
- ☒ PV-Kleinanlagen
- ☒ Windenergieanlage
- ☒ Hydro
- ☒ BHKW (Biogas)
- ☒ BHKW (Erdgas)
- ☒ Großverbraucher
- ☒ Ortsnetzstation
- ☒ Umspannwerk
- ☐ Gemeinde

Umspannwerk

ID: USW_Dorf_A
Name: USW Wangerooze Dorf Nord

- Eigenschaften:
- Anzahl WEA-Anlagen (RD2.0): 3
 - Anzahl Erdgas-BHKWs (RD2.0): 1
 - Anzahl Biogas-BHKWs (RD2.0): 2
 - installierte Leistung Wind (RD2.0): 10400.0 kW
 - installierte Leistung Erdgas-BHKW (RD2.0): 479.0 kW
 - installierte Leistung Biogas-BHKW (RD2.0): 650.0 kW
 - Anzahl PV-Kleinanlagen: 9
 - installierte Leistung PV-Kleinanlagen: 108.0 kW
 - Anteil PV-Anlagen (ohne Abregelung): 100.0%
 - mittlere Ausrichtung PV-Anlagen (ohne Abregelung): -10.2°
 - Anteil Direkteinspeisung PV-Anlagen (ohne Abregelung): 79.17%
 - Anteil Eigenverbrauch PV-Anlagen (ohne Abregelung): 20.83%
 - Anteil Profil 'G0': 9.6%
 - Anteil Profil 'H0': 90.4%
 - Jährlicher summierter Energieverbrauch: 329065.0 kWh
 - Anzahl zugeordnete Gebäude: 160
 - Anzahl zugeordnete Zählpunkte: 247
 - Anzahl RLM-Kunden: 2
 - Anzahl der zugeordneten Ortsnetzstationen: 7



Zusammenfassung

- Wir befinden uns in den letzten, aber auch herausforderndsten Phasen der Energiewende
- Diese Phasen sind eine **ökonomische, kommunikative, regulatorische und technische** Herausforderung
- Aktuelle Regelungen (§14a, Modul 3 usw.) sind ein guter Anfang, lassen jedoch Kosteneinsparpotentiale durch einen effizienteren Netzbetrieb ungenutzt
- Forschungsinstitute wie das ZSW bieten und entwickeln Lösungen für zukünftige Herausforderungen
- Vernetzung über Initiativen wie SmartGridsBW helfen Herausforderungen in Kooperation zu lösen

VIELEN DANK FÜR IHR INTERESSE.

Jonas Petzschmann

jonas.petzschmann@zsw-bw.de



Stuttgart



Ulm



Ulm eLaB



Ulm HyFaB



Solartestfeld



Windtestfeld